

Даже незначительные колебания некоторых параметров могут существенно сказаться на удельном расходе энергии на перекачку. Повышение вязкости продукта от 3,7 % может привести к повышению потребляемой насосом мощности на 2 %. Уменьшение эффективного диаметра в районе 0,2 % приведёт к такому же эффекту, согласно ОР-75.180.00-КТН-018-10 допустимое уменьшение эффективного диаметра составляет 1 %, что ведёт к увеличению потерь на трение на 4,75 %. Поэтому правильное и своевременное регулирование определяет экономии энергии и увеличение остаточного ресурса оборудования и трубопровода.

При использовании ЧРП экономический эффект от внедрения добивается за счёт снижения затрат на электроэнергию, ремонт насоса и трубопровода. Без проведения анализа нельзя однозначно сказать, что оказывает большее влияние на срок окупаемости. Эффект от ЧРП рассматривается в множестве критериев, поэтому необходимо проводить оценку затрат на оплату электроэнергии, оценку изменения межремонтных интервалов и числа пусков насосов, оценку увеличения межремонтного интервала трубопровода [4]. Так, например, по расчётам «Транснефть-Урал» на участке «Бердуяшк-Нурлино» снижение затрат на ремонт труб составляет 74 % общего эффекта, а для участка «Торгили-Чаши» ключевым будет снижение потребления энергии, 55 % от общего эффекта. Представленная система является значительным дополнением для участков, оборудованных ЧРП, на которых решающим экономическим фактором является снижение затрат на электроэнергию.

#### Литература

1. Пат. 2498116 Россия МПК F04D15/00. Система автоматического управления турбоагрегатом Кабанов О.В., Самоленков С.В. Заявлено. 08.10.2012; Оpubл. 10.11.2013, Бюл. № 31. – 2 с.: ил.
2. Самоленков С.В. Обоснование энергосберегающих режимов работы нефтеперекачивающих центробежных насосов с регулируемым приводом: Автореф. ... дис. канд. техн. наук. – СПб., 2014г. – 21 с.
3. Федоров П.В. Совершенствование методов планирования технологических режимов и контроля процесса транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19: защищена 21.10.11 / Федоров Павел Владимирович. – Ухта, 2011. – 130 с.
4. Шабанов В.А., Калимгулов А.Р., Ревель-Муроз П.А. Методика многокритериальной оценки эффективности применения ЧРП на объектах магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – Москва, 2016. – № 2. – с. 11 – 17

### **АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ**

**Д.Д. Кундич, Д.В. Казак**

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет**

Продуктивные пласты многих нефтяных месторождений сложены слабосцементированными песчаниками. Данное обстоятельство усложняет процесс разработки из-за возникновения на забое и призабойной зоне скважин песчаных пробок, что ведет к быстрому износу скважинного оборудования и сепараторов. Также это приводит к изменению фильтрационно-емкостных параметров разрабатываемых пластов из-за массопереноса мелких механических частиц. Это может привести как к увеличению эффективной проницаемости и пористости коллекторов, так и их снижению из-за массопереноса механических частиц к призабойной зоне скважины, с последующим снижением депрессии [1].

На основании решения Дьячкова [2], дебит скважины, осложненной песчаной пробкой, равен:

$$Q_{\Pi} = \frac{2\pi K_2 h (P_K - P_C)}{\mu b h \ln \frac{R_K}{r_c}} \text{th}(bh),$$

где  $b = \frac{2K_2}{r_c^2 \ln \frac{R_K}{r_c}}$  радиус скважины;  $P_K$  - давление на контуре;  $P_C$  - забойное давление;  $\mu$  - вязкость нефти.

Расчет дебита совершенной скважины можно произвести по формуле Дюпюи [1]:

$$Q_o = \frac{2\pi K_2 h (P_K - P_C)}{\mu b h \ln \frac{R_K}{r_c}}.$$

Исходя из (1) и (2), находим

$$\frac{Q_{\Pi}}{Q_o} = \frac{\text{th}(bh)}{bh}.$$

Для месторождения X при  $r_c = 0,1$  м,  $R_K = 200$  м,  $h = 10$  м, получаем  $b = 5,13\sqrt{b}$ , ( $\delta = \frac{K_2}{K_1}$ ).

В таблице представлены результаты расчетов по формуле (3) для различных параметров.

Таблица

Зависимость производительности скважины от высоты песчаной пробки и проницаемости (при  $K_2/K_1=0,1$ )

|                    |       |       |       |       |       |       |       |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $\delta = K_2/K_1$ | 0.01  | 0.1   | 0.2   | 0.4   | 0.6   | 0.8   | 1.0   |
| $Q_{\pi}/Q_0$      | 0.195 | 0.060 | 0.044 | 0.031 | 0.025 | 0.022 | 0.019 |
| h1, м              | 1     | 2     | 3     | 5     | 6     | 8     | 10    |
| $Q_{h1}/Q_h$       | 0.96  | 0.86  | 0.66  | 0.56  | 0.47  | 0.26  | 0.06  |

По результатам расчетов можно сделать вывод, что дебит скважины относительно идеальной снижается до 19,5 %, даже при превышении проницаемости песчаной пробки над проницаемостью пласта в 100 раз.

В случае, если проницаемость пробки не превышает проницаемость коллектора, а равна ей, то дебит такой скважины составит всего 2,0 % от дебита совершенной скважины.

При  $K_1=\infty$  (для совершенной скважины)  $\delta=0$  и  $b=0$ . Тогда  $\lim_{bh} \frac{th(bh)}{bh} = 1$ , т.е.  $\frac{Q_{\pi}}{Q_0}=1$ . Если допустить, что часть пласта толщиной  $h_1$  фильтрует нефть в песчаную пробку в количестве  $Q_{h1}$ , а часть пласта толщиной  $(h-h_1)$  работает на совершенную скважину с той же толщиной  $(h-h_1)$  и, поступая аналогично решению предыдущей задачи, было получено следующее выражение для отношения дебитов:

$$\frac{Q_{h1}}{Q_0} = \frac{th(bh_1)}{bh} + \frac{h-h_1}{h}$$

В таблице также приведены результаты расчетов по формуле (4) для различных высот песчаных пробок. На рисунке показаны зависимости дебитов от высот песчаных пробок. Также здесь представлено графическое изображение влияния отношений проницаемости ( $\delta$ ) в зависимости от величин  $Q_{h1}/Q_0$ .

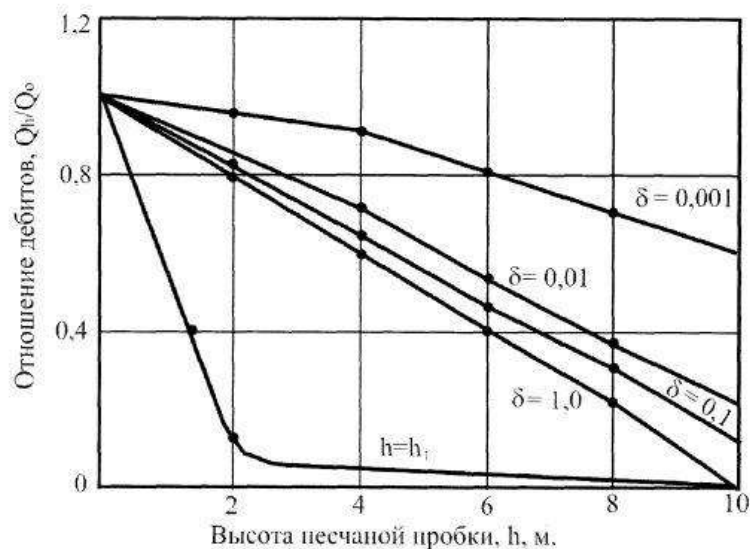


Рис. 1 Отношение дебитов скважины с песчаной пробкой ( $Q_{h1}$ ) и совершенной скважины ( $Q_0$ ) в зависимости от высоты песчаной пробки и отношения проницаемостей ( $K_2/K_1$ ) [2]

На основании графического представления данных зависимостей можно сделать вывод, что проницаемость оказывает большее влияние на дебит скважины, чем высота пробок.

Превышение высоты песчаной пробки над толщиной пласта всего на один метр приводит к существенному снижению дебита – разница между дебитом совершенной скважины и осложненной пескопроявлениями составляет 38 % (в условии одинаковых забойных давлений) [2].

Исходя из изложенного, превентивные меры, направленные на сокращение выноса песка из пласта, носят весомый характер при выборе составляющих компоновки труб в ходе бурения, освоения и эксплуатации скважин. Для предотвращения пескопроявлений с различной эффективностью применяются такие методы воздействия на пласт как механические, химические, физико-химические и другие [3].

Литература

1. Гиляев А.Г. Исследование влияния выноса мелких частиц продуктивного пласта на изменение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов: дис.... канд. техн. наук: 25.00.17: защищена 21.03.12 / Гиляев Артем Ганиевич. – Москва, Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН, 2012 – 219 с.
2. Дьячков В.Н. Исследование и разработка методов предупреждения выноса песка при строительстве и освоении водозаборных скважин (на примере месторождений Сургутского района): дисс. канд. техн. наук: 05.15.10: защищена 17.06.00 / Дьячков Владимир Николаевич. - Тюмень, ТюмГНГУ, 2000. – 152 с.
3. Нескин В.А. Разработка и исследование композиций на основе кремнийорганического полимера для ликвидации выноса песка в газовых скважинах: дисс. ... канд.техн. наук: 02.00.11: защищена 15.09.16 / Нескин Вадим Алексеевич. – Москва, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016 – 132 с.

**НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ МОРСКОГО ТРУБОПРОВОДА,  
ПРОЛОЖЕННОГО В КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ**

**Ле Тхи Тху Тхуи**

Научный руководитель - профессор П.В. Бурков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Подводные морские трубопроводы для транспортировки нефти и газа являются важной составляющей комплекса сооружений для разработки морских нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе. В соответствии с данными [4], специфические особенности проектирования и сооружения морских трубопроводов связаны с многообразием природных условий морского шельфа. К таким особенностям относят следующие факторы: рельеф морского дна; донные грунты; ограниченные возможности подготовки и контроля трассы; достаточно агрессивная морская среда; воздействия морского волнения, ветра и течений; сейсмичность и другие геологические опасности.

Помимо природных факторов существуют и антропогенные факторы (рыболовство, судовые якоря, военные аспекты), которые должны учитывать при проектировании и строительстве морских трубопроводов.

С целью повышения надежности морских трубопроводов рекомендуется заглублять трубопроводы грунтом на дне моря небольшой глубины. Расчетная глубина заглубления зависит от возможных деформаций трубопровода, топографии морского дна и прибрежной зоны. Неопределенности, связанные с взаимодействием «трубы-грунт», часто трудно поддаются количественной оценке, и требуется достаточное количество технических решений.

Целью данной работы является исследование напряженно-деформированного состояния участка морского трубопровода, проложенного в шельфовых условиях социалистических Республики Вьетнам. Основные данные для расчета приведены в таблице 1.

**Таблица 1**

**Основные параметры участка трубопровода и свойства грунта**

|              | Параметры                               | Единица измерения      | Значение          |
|--------------|-----------------------------------------|------------------------|-------------------|
| Общие данные | Наружный диаметр, $D_H$                 | мм                     | 325               |
|              | Толщина стенки, $\delta$                | мм                     | 14                |
|              | Длина участка трубопровода, $L$         | м                      | 12                |
|              | Транспортируемая среда                  | -                      | нефть             |
|              | Плотность нефти, $\rho_n$               | кг/м <sup>3</sup>      | 813               |
|              | Рабочее давление, $P$                   | МПа                    | 6                 |
|              | Рабочая температура, $t_n$              | °C                     | 55                |
|              | Стальные трубы                          | -                      | API 5L X65        |
|              | Плотность стали, $\rho_{ст}$            | кг/м <sup>3</sup>      | 7850              |
|              | Предел текучести стали, $\sigma_m$      | МПа                    | 450               |
|              | Предел прочности стали, $\sigma_{вр}$   | МПа                    | 535               |
| Покрытие     | Изоляция                                | Толщина, $\delta_{из}$ | мм                |
|              |                                         | Плотность, $\rho_{из}$ | кг/м <sup>3</sup> |
|              | Бетон                                   | Толщина, $\delta_{из}$ | мм                |
|              |                                         | Плотность, $\rho_б$    | кг/м <sup>3</sup> |
| Воды моря    | Глубина, $H$                            |                        | м                 |
|              | Плотность, $\rho_в$                     |                        | кг/м <sup>3</sup> |
|              | Температура, $t_в$                      |                        | °C                |
| Грунт        | Тип                                     |                        | -                 |
|              | Коэффициент сопротивления, $C$          |                        | -                 |
|              | Удельный вес, $\gamma_{гр}$             |                        | Н/м <sup>3</sup>  |
|              | Угол внутреннего грунта, $\varphi_{гр}$ |                        | град.             |
|              | Сцепление грунта, $c_{гр}$              |                        | кПа               |